

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»

Електроенергетики  
(інститут)

Електротехнічний  
(факультет)

Кафедра Електроенергетики  
(повна назва)

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню \_\_бакалавра\_\_

(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента \_\_Голубицького Максима Андрійовича\_\_  
(ПІБ)

академічної групи \_\_141-16-1\_\_

(шифр)

спеціальності \_\_141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка\_\_

(код і назва спеціальності)

спеціалізації<sup>1</sup> \_\_

за освітньо-професійною програмою \_\_Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка\_\_

(офіційна назва)

на тему \_\_Розробка релейного захисту та систем збору та передачі даних підстанції 110 кВ

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи				
розділів:				
Технічний розділ				
Спеціальний розділ				
Охорона праці				
Економічний				
Рецензент				
Нормоконтролер				

Дніпро  
2020

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри

електроенергетики

(повна назва)

Рогоза М.В.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 року

**ЗАВДАННЯ**  
**на кваліфікаційну роботу**  
**ступеню** \_\_\_\_ бакалавра \_\_\_\_  
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту \_\_\_\_ Голубицькому М.А. \_\_\_\_ академічної групи \_\_\_\_ 141-16-1 \_\_\_\_  
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності \_\_\_\_ 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка \_\_\_\_  
спеціалізації<sup>1</sup> \_\_\_\_

за освітньо-професійною програмою \_\_\_\_ Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка \_\_\_\_  
(офіційна назва)

на тему \_ Розробка релейного захисту та систем збору та передачі даних підстанції 110 кВ \_

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

Розділ	Зміст	Термін виконання
Технічний розділ	Визначення основних даних проекту	
Спеціальний розділ	Розрахунок параметрів релейного захисту	
Охорона праці	Заходи щодо техніки безпеки на ПС	
Економічний	Розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат	

Завдання видано

(підпис керівника)

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

Дата подання до екзаменаційної комісії

Прийнято до виконання

(підпис студента)

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Об'єкт розробки: релейний захист та системи збору та обробки даних підстанції 110кВ «Артилерійська».

Мета роботи: розробка релейного захисту трансформатору та приєднань 10кВ на підстанції 110кВ, та вибір системи передачі даних від обраних терміналів мікропроцесорного релейного захисту.

У вступі надаються основні дані по підстанції для подальшого розрахунку.

У технічному розділі визначаються тип релейного захисту, головні розрахункові дані, та вибір вимірювальних трансформаторів для кіл струму та напруги.

У спеціальному розділі релейного захисту визначаються параметри диференційного захисту трансформатору, уставки максимального струмового захисту та струмової відсічки, та обирається тип передачі даних.

У розділі охорони праці виконаний розрахунок заземлення ЗРП та описані заходи щодо безпечного виконання робіт, послідовність дій під час пожежі.

У економічному розділі розраховуються капітальні витрати та можливі експлуатаційні витрати на розробку релейного захисту та систем передачі даних.

## Зміст

РЕФЕРАТ .....	3
Зміст .....	4
Скорочення та умовні показники.....	6
ВСТУП.....	7
1 ТЕХНІЧНИЙ РОЗДІЛ .....	8
1.1 Загальні відомості.....	9
1.2 Опис терміналів захисту RET 615 та REF 615.....	12
1.3 Протоколи передачі.....	13
1.4 Протокол паралельного резервування.....	16
1.5 Протокол безшовного резервування.....	17
1.6 Відновлювальна кільцева типологія.....	18
1.7 Визначення розрахункових струмів. ....	19
1.8 Розрахунок струмів короткого замикання .....	20
1.9 Аперіодична складова струму КЗ .....	21
1.10 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ.....	22
1.11 Розрахунок струмів КЗ в кінцях живлячих кабельних ліній споживачів .....	24
1.12 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ .....	27
1.13 Вибір вимірювальних трансформаторів струму.....	29
1.14 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги.....	32
1.15 Вибір джерел оперативного струму.....	35
2 СПЕЦІАЛЬНИЙ РОЗДІЛ .....	36
2.1 Захист силового трансформатору 110/10 кВ .....	37
2.1.1 Струмовий захист сторони ВН.....	39
2.1.2 Струмовий захист сторони НН .....	40
2.2 Захист приєднань 10 кВ .....	41
3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....	43
3.1 Вступ.....	44
3.2 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів підстанції .....	44
3.3 Інженерно – технічні заходи з охорони праці на підстанції.....	44
3.4 Розрахунок заземлення .....	45
3.5 Безпека при надзвичайних ситуаціях .....	48
3.6 Вимоги до пожежної безпеки підстанції.....	49
4 ЕКОНОМІЧНИЙ .....	50
4.1 Вступ.....	51
4.2 Розрахунок капітальних витрат.....	52
4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат.....	54
4.3.1 Визначення амортизаційних відрахувань .....	54

4.3.2 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт .....	55
4.4 Висновки .....	57
Висновок.....	58
Список літератури .....	59
Додаток А.....	61
Рецензія на дипломний проект .....	62

## Скорочення та умовні показники

МСЗ – максимальний струмовий захист

ТВ – струмова відсічка

ДЗТ – диференційний захист трансформатору

КЗ – коротке замикання

ТС – вимірювальний трансформатор напруги

ТН – вимірювальний трансформатор струму

МЕК – Міжнародна електрична комісія (International Electric Commission)

ІЕП – Інтелектуальний електричний пристрій

SCADA – система контролю та збору даних (Supervisory Control And Data Acquisition)

IP/TCP – протокол управління передачею даних (Transmission Control Protocol/Internet Protocol)

HSR – протокол паралельного резервування з'єднань (High-availability Seamless Redundancy)

PRP – Протокол постійного резервування (Parallel Redundancy Protocol)

RS - 485 – Рекомендований стандарт 485 (Recommended Standard)

RTU – Віддалений пристрій зв'язку (Remote Terminal Unit)

## ВСТУП

Завдання - розробити мікропроцесорний релейний захист підстанції в можливість збору та відправки даних.

Об'єктом реконструкції релейного захисту є підстанція «Артилерійська» з потужністю кожного трансформатору 40 МВА

Потужністю КЗ - 2000 МВА

Напругою – 110 кВ

Тип виконання – тупикова

Дані пор навантаження надані в табл. 1.1

Таблиця 1.1 – дані щодо навантажень підстанції

Навантаження	Потужність, МВт	$\cos \varphi$	Тип живлячого кабелю	Довжина, м
СП 1	4,01	0,87	АВВГ 3×95+1×50	1200
СП 2	6,96	0,91	АВВГ 3×240+1×120	865
СП 3	5,6	0,92	АВВГ 3×185+1×95	146
СП 4	6,16	0,94	АВВГ 3×240+1×120	400
СП 5	4,8	0,83	АВВГ 3×120+1×70	1050
СП 6	4,36	0,88	АВВГ 3×70+1×50	324
СП 7	6,84	0,9	АВВГ 3×240+1×120	375
СП 8	5,68	0,85	АВВГ 3×185+1×95	457
СП 9	6,2	0,91	АВВГ 3×185+1×95	720
СП 10	5,48	0,89	АВВГ 3×185+1×95	213

## ТЕХНІЧНИЙ РОЗДІЛ



## 1.1 Загальні відомості

Опис захисту підстанцій 110 кВ

Глобально захист підстанції можна поділити на наступні категорії:

- захист силового трансформатору
- захист шин/ліній 110 – 10 кВ
- захист шин/ліній 10 кВ

В даному випадку для тупикової трансформаторної підстанції повинен бути передбачений:

- диференційний захист силових трансформаторів 110 кВ
- захист шин/кабельних ліній напругою 10 кВ

Окрім основного захисту трансформатору також установлюють:

- газовий захист
- термічний захист
- дуговий захист

На терміналах захисту приєднань споживачів окрім основних захистів (СВ, МСЗ, захисту від замикання на землю) також передбачений дуговий захист.

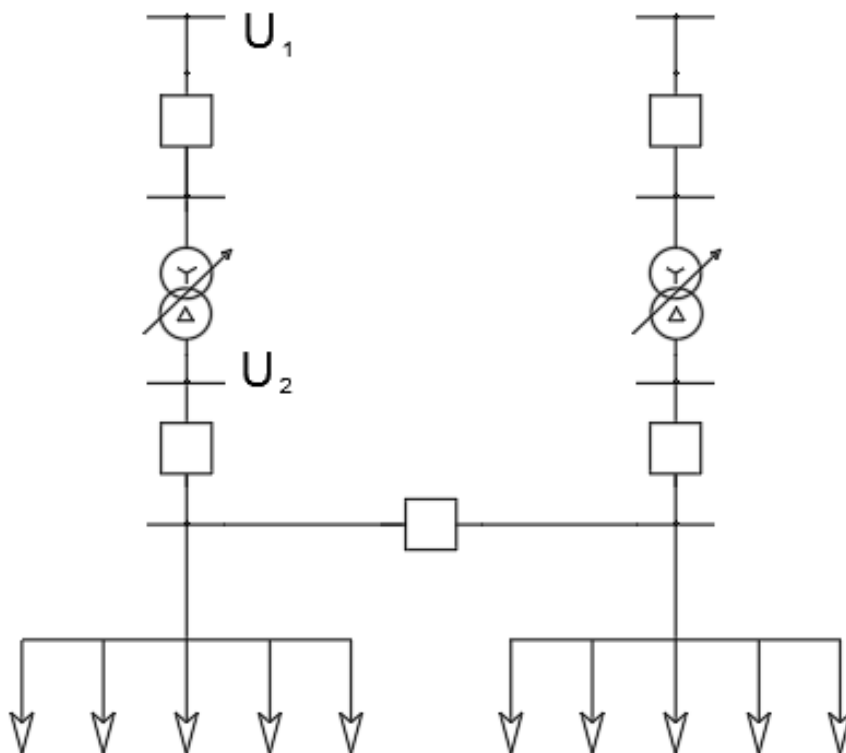


Рисунок 1.1 – Спрощена однолінійна схема заміщення підстанції

## Диференційний захист

Для основного захисту трансформаторів завжди обирається диференційний захист. Цей тип захисту має абсолютну селективність та спрацьовує без витримки часу.

Принцип його роботи оснований на зрівнюванні струмів вимірювальних обмоток трансформаторів струму низької та високої сторони. В разі нерівності струмів проходить спрацювання реле вимикання.

ТС високої та низької сторони в випадку коли ДЗТ виконується на електромеханічній основі повинні мати різні схеми з'єднань:

- трикутник для сторони ВН(яка з'єднана в зірку)
- зірка для сторони НН(яка з'єднана в трикутник)

Це робиться по причині різності векторів фаз за кутом.

При короткому замиканні в зоні дії захисту (між двома трансформаторами струму) струми двох ТС збігаються за напрямком та захист спрацьовує.

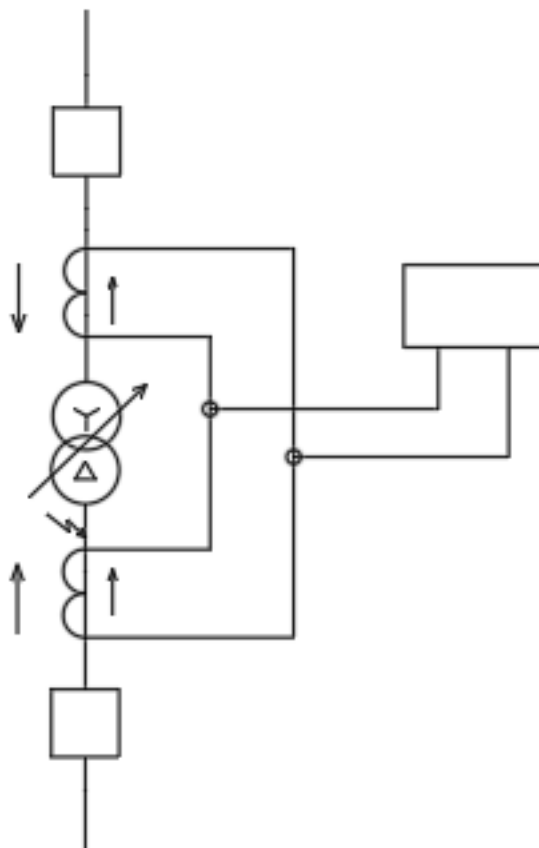


Рис 1.2 Принцип роботи диференційного захисту – 1

В другому випадку(рис 1.2), при нормальному режимі (або навіть при КЗ на лінії) ДЗТ, по принципу своєї дії, не спрацює.

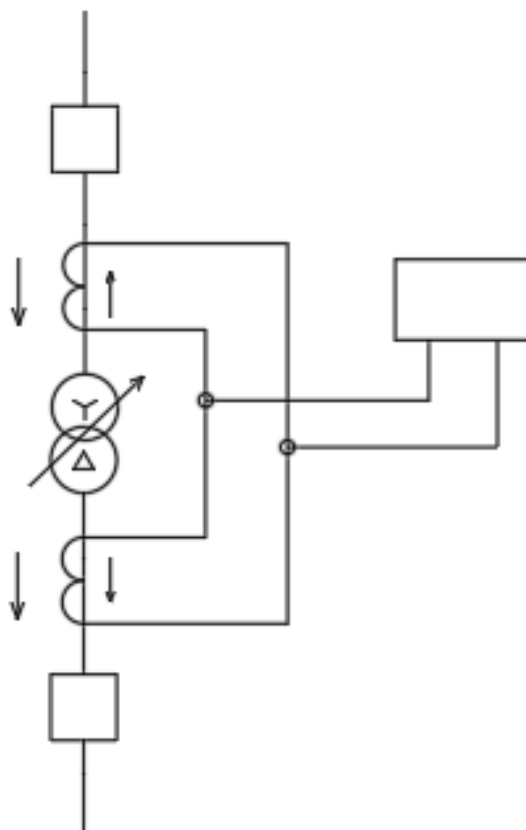


Рис 1.3 Принцип роботи диференційного захисту – 2

### Струмова відсічка

Струмова відсічка має швидко реагувати на КЗ в лінії. Зона дії СВ зазвичай обирається рівною 80% довжини лінії(Рис.1.3).

### МСЗ

Максимальний струмовий захист призначений для відключення кабельних чи повітряних ліній в наслідок перевантаження.

МСЗ встановлюється в одному блоці релейного захисту разом з ТВ, та принципово відрізняється від ТВ наявністю витримки часу, яка враховує селективність роботи релейного захисту лінії.

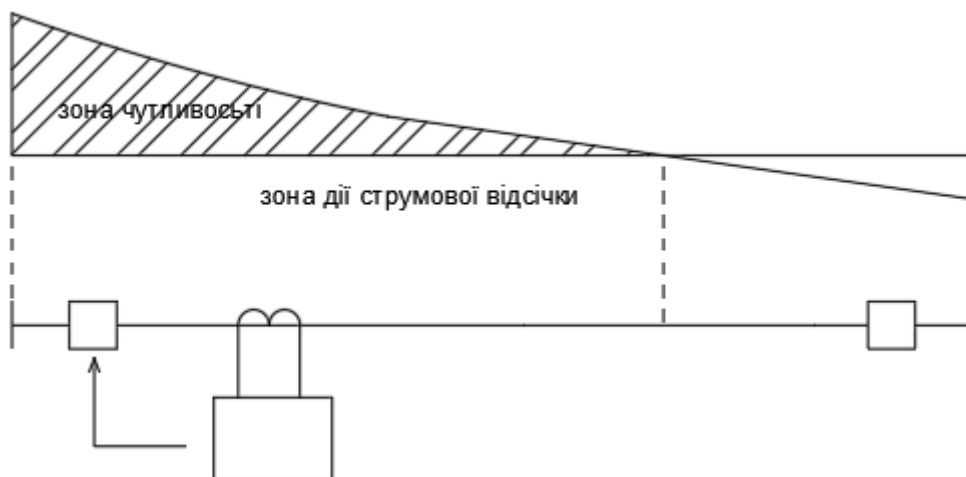


Рисунок 1.4 – Зони дії захисту

Як об'єкт розрахунку обрана двотрансформаторна підстанція з сумарною потужністю трансформаторів 80 МВА. Потужність короткого замикання на шинах підстанції  $S_{кз} = 2000$  МВА

## 1.2 Опис терміналів захисту RET 615 та REF 615

RET615 являє собою спеціальний пристрій захисту та управління, призначений для роботи з силовими трансформаторами, ТВП(трансформаторами власних потреб). Особливістю даних інтелектуальних пристроїв є компактність та модульне виконання.

Даний інтелектуальний пристрій має трьохфазний диференційний захист трансформатору, включаючи відсічку та ступінь з гальмуванням для забезпечення швидкого та селективного захисту при міжфазних, міжвиткових замикань та КЗ на шинах. Крім гальмування по другій формі сигналу яка забезпечує стійкість при вимиканні трансформатору.

Функція гальмування по п'ятій гармоніці забезпечує стійкість захисту при перезбудженні силових трансформаторів. Чуттєвий диференційний захист нульової послідовності з гальмуванням може використовуватись як доповнення

до основного диференційного захисту. Вона використовується для виявлення однофазних замикань зблизу точки заземлення нейтралі трансформатору.

REF615 – пристрій захисту приєднань споживачів електричної енергії, призначене для захисту, управління, вимірювань та контролю в енергосистемах загального використання та промислових енергосистемах, включаючи радіальні, кільцеві, та замкнуті розподільчі мережі.

Пристрій забезпечує напрямлений та не напрямлений струмовий захист та захист від теплового перевантаження, напрямлений та не напрямлений захист від замикань на землю. Також присутній захист від обриву фази, від перехідних замикань на землю, від пониження або підвищення напруги, підвищення напруги нульової послідовності. Від пониження напруги прямої послідовності та підвищення напруги зворотної послідовності.

### **1.3 Протоколи передачі**

В попередньому розділі були обрані наступні мікропроцесорні термінали:

- RET 615
- REF 615

Дані мікропроцесорні термінали компанії АВВ мають наступні протоколи передачі даних:

- Протокол MEK 61850-8-1
- Протокол MЭК/UCА 61850-9-2LE
- Протокол LON
- Протокол SPA
- Протокол MEK 60870-5-103
- Протокол C37.118

При чому один пристрій може підтримувати відразу декілька протоколів зв'язку.

Протокол MEK 61850 є основним для інтелектуальних електричних пристроїв (ІЕП) компанії АВВ, оскільки захист та моделювання основані згідно

цього стандарту. Реалізована повна підтримка стандартних функцій пристрою релейного захисту, в тому числі й програм для тесту релейного обладнання.

Протокол MEK 61850 забезпечує підтримку всіх функцій моніторингу та управління. Окрім цього, MEK 61850 забезпечує установку уставок, отримання файлів осцилограм і даних регістратора аварійних режимів. Файли осцилограм в форматі COMTRADE можуть читатися будь-якою програмою. Пристрій підтримує одночасну передачу даних по стаціонарній шині до п'яти приймачів.

ІЕП можуть обмінюватись даними з іншими пристроями по протоколу MEK 61850.

ІЕП можуть передавати цифрові та аналогові сигнали іншим пристроям по профілю GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Event - типова об'єктно-орієнтована подія підстанції) стандарту MEK 61850-8-1. Передача цифрових GOOSE повідомлень може використовуватись, наприклад, в схемах захисту і оперативних блокувань. ІЕП відповідає вимогам GOOSE з продуктивності по частині передачі сигналів на вимикання на розподільчих підстанціях згідно стандарту – період обміну даними між пристроями менше 10мс.

Крім цього, ІЕП підтримують передачу та отримання аналогових вимірних значень по стаціонарній шині. В результаті цього спрощується, наприклад, надсилання вимірних значень між пристроями при управлінні паралельно працюючими силовими трансформаторами.

Для мережі зв'язку Ethernet с резервуванням можливо використання двох оптичних або гальванічних інтерфейси Ethernet рисунок 3.1.

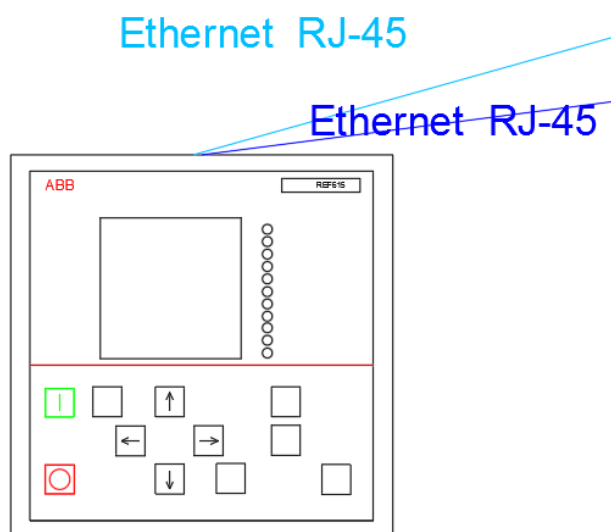


Рисунок 1.5 – Резервування блоку REF 615

Також наявний третій порт з гальванічним інтерфейсом Ethernet, який забезпечує підключення усіх інших пристроїв до стаціонарної шини MEK 61850 всередині корпусу розподільного пристрою, як приклад – підключення модуля розширення аналогових та цифрових сигналів.

Резервування мережі Ethernet можливо досягти за допомогою протоколу безшовного резервування з самовідновлюючим кільцем з використанням RSTP в керуючому мережевому комутаторі. Ці рішення(на базі Ethernet) можуть прийматися для протоколів:

- MEK 61850
- Modbus
- DNP3

Дані щодо підтримки інтерфейсів та протоколів надані в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 – Підтримка інтерфейсів та протоколів даних

Інтерфейси/Протоколи	Ethernet		Послідовний протокол передачі	
	100BASE- TX RJ-45	100BASE- FX LC	RS-232/RS-485	Оптичний ST
MEK 61850-8-1	Так	Так	-	-
MEK 61850-9-2 LE	Так	Так	-	-
MODBUS RTU/ASCII	-	-	Так	Так
MODBUS TCP/IP	Так	Так	-	-
DNP3 (послідовний)	-	-	Так	Так
DNP3 TCP/IP	Так	Так	-	-
MEK 61850-8-1	-	-	Так	Так

Стандарт MEK 61850 забезпечує резервування мережі, що підвищує експлуатаційну готовність системи для обміну даних на підстанції.

Резервування мережі засноване на використанні двох доповнюючих один одного протоколів, які вказані в стандарті МЕК 62439-3: PRP и HSR. Протоколи повинні бути спроможні витримувати відказ каналу зв'язку або комутатора з нульовою затримкою.

В обох протоколах кожний вузол мережі має два ідентичних Ethernet-порти, відокремлених для одного мережевого з'єднання.

Робота протоколів заснована на дублюванні всієї інформації відправленої до передачі, для забезпечення нульового часу перемкнення при відказі каналів зв'язку чи комутаторів. Таким чином виконуються досить жорсткі вимоги до автоматизацій підстанцій, які працюють в режимі реального часу.

### 1.4 Протокол паралельного резервування

В протоколі PRP(протокол паралельного резервування) кожний вузол мережі під'єднаний до двох незалежно працюючих паралельних мереж. Мережі є незалежними для забезпечення передачі даних при збої, а також можуть мати різну топологію(спосіб передачі даних). Мережі працюють паралельно, забезпечуючи при цьому нульовий час відновлення передачі даних та постійну перевірку резервування для запобігання збоїв.

Приклад протокол паралельного резервування вказано на рисунку 2.

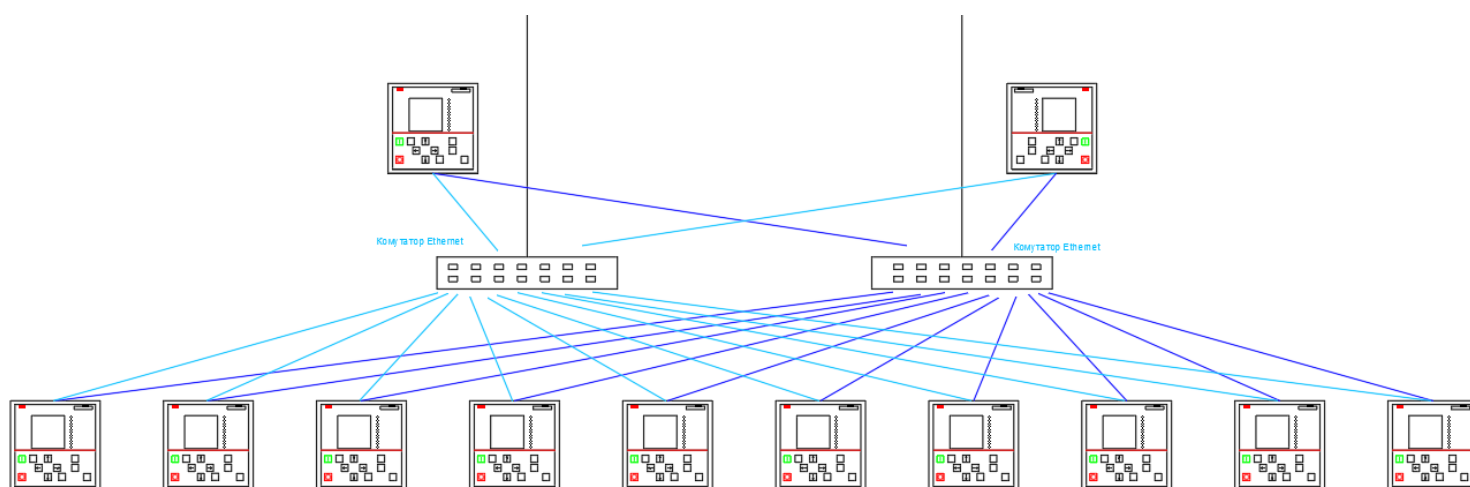


Рисунок 1.6 - Протокол паралельного резервування терміналів



## 1.5 Протокол безшовного резервування

В протоколі HSR(протоколу безшовного резервування) принцип паралельної роботи PRP діє для одного кола. По кожному повідомленню яке йде до відправки вузол надсилає два пакети даних(дві ідентичні копії повідомлення) по одному через кожен порт. Обидва повідомлення рухаються по колу в протилежних напрямках. Кожен вузол направляє отримані їм дані від одного порту до іншого.

Коло передачі даних HSR підтримує підключення до тридцяти інтелектуальних пристроїв серії 615. Якщо необхідно підключити більш ніж 30 інтелектуальних пристроїв, рекомендується розділити мережу на декілька кільцевих мереж, для гарантування надійної передачі даних в режимі реального часу.

Зображення протоколу безшовного резервування на рисунку 2.

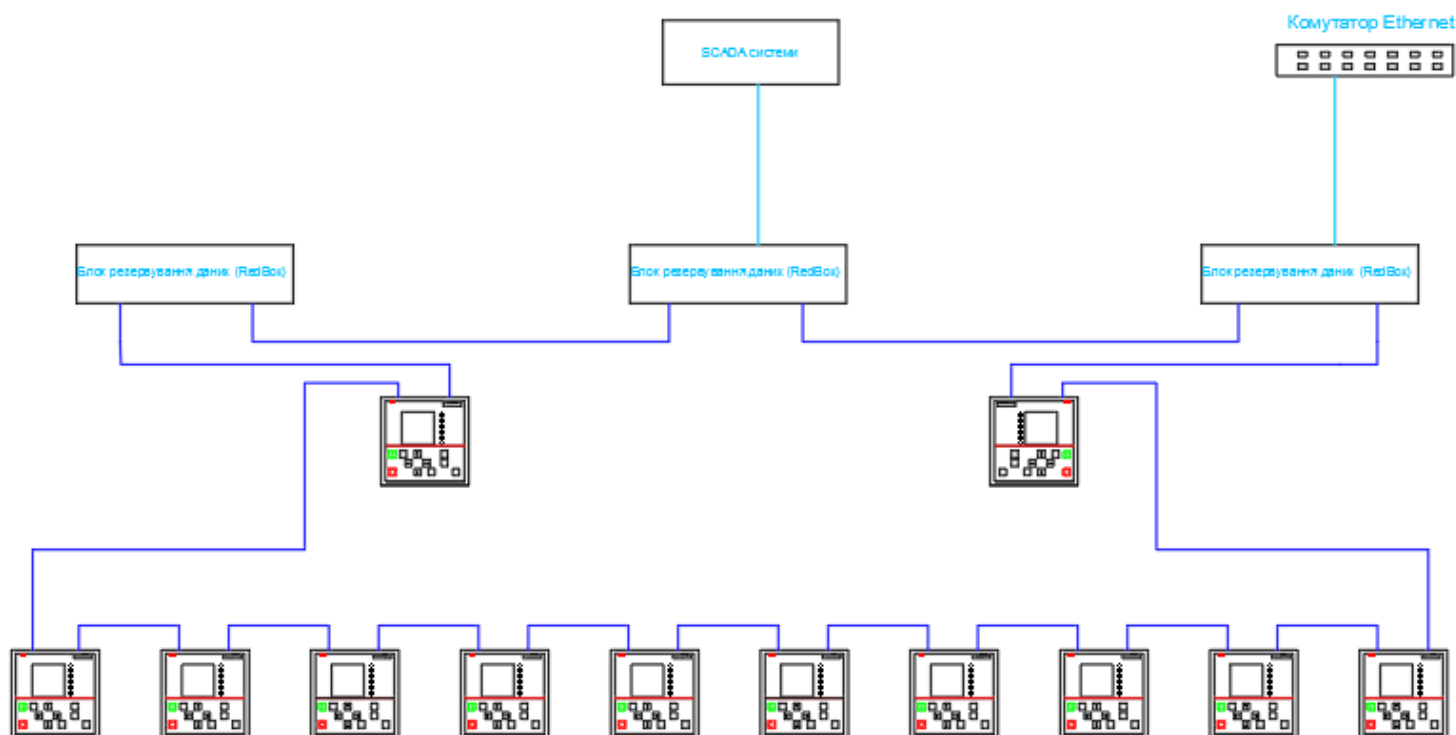


Рисунок 1.7 - Протокол безшовного резервування даних

Вибір протоколу резервування (HSR або PRP) залежить від необхідної функціональності, грошових витрат та складності виконання. Самовідновлювальна кільцева топологія Ethernet представляє собою

економічно доцільну кільцеву мережу зв'язку, яка керується мережевим комутатором з підтримкою протоколу RSTP (високошвидкісний деревовидний з'єднувальний протокол).

Керований мережевий комутатор постійно контролює цілісність коштура, направляє дані та коректує їх потік в разі порушення зв'язку. Інтелектуальні пристрої в кільцевій топології виконують роль некерованих мережевих комутаторів, направляючи незалежні потоки даних.

Кільцева типологія мережі Ethernet підтримує підключення до тридцяти інтелектуальних пристроїв серії 615.

### 1.6 Відновлювальна кільцева типологія

Приклад само відновлювальної кільцевої типології зображено на рис. 3.

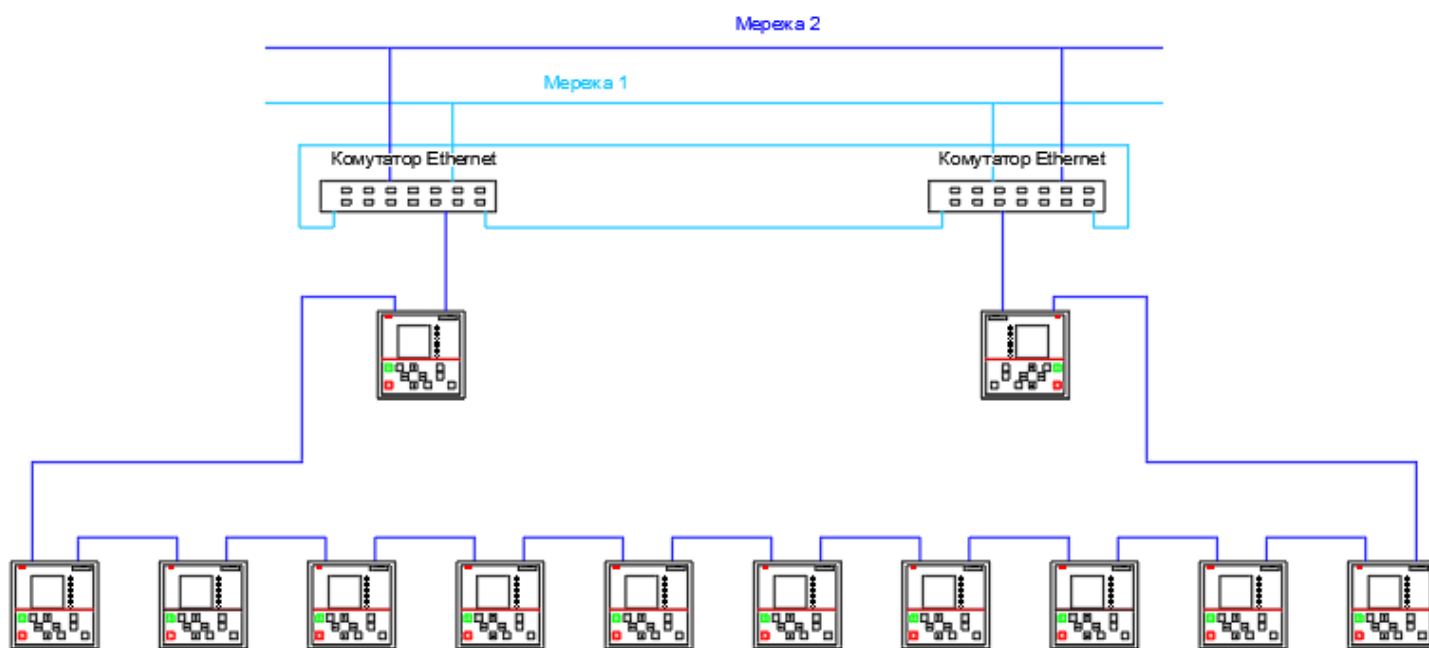


Рисунок 1.8 – Приклад відновлювальної кільцевої типології

Всі комунікаційні входи, за виключенням порту на передній панелі, розміщуються в вмонтованих модулях зв'язку. Пристрій можливо підключити к системам зв'язку, працюючим по протоколу Ethernet, за допомогою роз'єму RJ-45 або оптичного роз'єму LC (100Base-FX). Якщо необхідне підключення до послідовної шини, може використовуватись роз'єм RS – 485. Додатковий послідовний інтерфейс доступний до зв'язку завдяки інтерфейсу RS – 232.

Протокол МЕК 60870-5-103 підтримує два паралельних з'єднання по послідовній шині передачі даних для двох різних керуючих пристроїв. В якості доповнення до основних функціональних можливостей, пристрій підтримує зміну активної групи уставок та завантаження файлів осцилограм в форматі МЕК 60870-5-103. До того ж, МЕК 60870-5-103 може одночасно використовуватись з с МЕК 61850.

Якщо висувається вимога щодо обов'язкового використання протоколу передачі даних МЕК 60870-5-103. Систему передачі даних відновлювальної кільцевої топології треба модифікувати. Справа в тому, що інтерфейс послідовної передачі даних не здатен передавати дані в паралельному режимі (тобто щоб передати дані від 12 пристроїв з послідовною передачею даних потрібно 12 кабелів). Тому для ефективної передачі повинен бути передбачений перетворювач інтерфейсів (з RS – 485 в IP/TCP). Перетворювач інкапсулює(вкладає) послідовні дані в Ethernet пакети, тим самим надаючи змогу до паралельної асинхронної передачі даних.

### 1.7 Визначення розрахункових струмів

Розрахунковий робочий струм  $I_{pn}$  лінії вводу в нормальному режимі:

$$I_{pn1} = \frac{0,7 \cdot S_{нт}}{n_B \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н1}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 146,9 \text{ A}; \quad (1.7.1)$$

$$I_{pn2} = \frac{0,7 \cdot S_{нт}}{n_B \cdot \sqrt{3} \cdot U_{н2}} = \frac{0,7 \cdot 40 \cdot 10^3}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1616,6 \text{ A}; \quad (1.7.2)$$

Розрахунковий робочий струм вводу в після аварійному (форсованому) режимі (при вимкненні одного з виводів)

$$I_{pf1} = 2 \cdot I_{pn1} = 2 \cdot 146,9 = 293,8 \text{ A}; \quad (1.7.3)$$

$$I_{pf2} = 2 \cdot I_{pn2} = 2 \cdot 1616,6 = 3\,233,16 \text{ A}; \quad (1.7.4)$$

## 1.8 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунок струмів короткого замикання (КЗ) виконуємо у об'ємі, необхідному для вибору релейного захисту лінії 110кВ та трансформатору. Схема до розрахунку показана на рис.1.5

Приймаємо базисні умови (наближене зведення в іменованих одиницях):

$$S_{\delta} = 100 \text{ MVA} \quad U_{\delta 1} = U_{сер1} = 115 \text{ кВ}$$

Базовий струм на ступені КЗ, кА

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3}U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА} \quad (1.8.1)$$

де  $S_{\delta}$  – базова потужність, МВА;

$U_{\delta 1}$  – середня номінальна напруга.

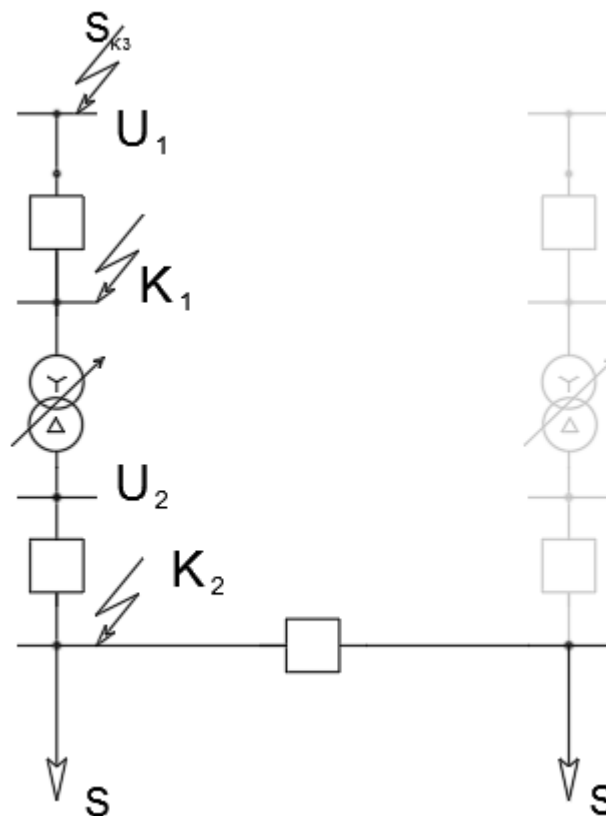


Рисунок 1.9 – Однолінійна схема до розрахунку КЗ

Розрахунок струмів КЗ на стороні 110 кВ (точка К1). Враховуємо тільки струм від системи.

Опір системи

$$x_{*c} = \frac{S_6}{S_{K3}} = \frac{100}{2000} = 0,05; \quad (1.8.2)$$

де  $S_{K3}$  – потужність КЗ на шинах підстанції, МВА.

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{1п,t=0,as} = \frac{I_{61}}{x_{*c}} = \frac{0.502}{0.05} = 10.04 \text{ кА}; \quad (1.8.3)$$

Так як  $S_c = \infty$ , то

$$I_{1п,t=0,as} = I_{1п,t,as} = 10.04 \text{ кА}; \quad (1.8.4)$$

### 1.9 Аперіодична складова струму КЗ

$$i_{ат1} = \sqrt{2} \cdot I_{1п,t=0,as} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 10.04 \cdot e^{\frac{-(0,025+0,01)}{0,02}} = 2,467 \text{ кА}; \quad (1.9.1)$$

$$\tau = t_{в.в} + t_{рз.min} = 0,025 + 0,01 = 0,035 \text{ с}; \quad (1.9.2)$$

де  $\tau$  – найменший час від початку КЗ до моменту розходження контактів вимикача, с;

$t_{рз.min}=0,01\text{с}$ - мінімальний час дії релейного захисту;

$t_{в.в} = 0,025$ – власний час відключення вимикача;

Ударний струм КЗ (найбільший пік)

$$i_{y1} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{п,t=0,as} = 1,608 \cdot \sqrt{2} \cdot 10.04 = 22.831 \text{ кА}; \quad (1.9.3)$$

де  $k_y$ – ударний коефіцієнт.

Значення  $k_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 1.2

ударний коефіцієнт для двигунів розраховуємо по формулі:

$$K_y = 1 + e^{-0.01/T_a}$$

Таблиця 1.2- Значення  $K_y$  і  $T_a$ .

Місце короткого замикання	$T_a$ , с	$K_y$
Система, зв'язана з РП 110 кВ повітряною лінією	0,02	1,608
Система, зв'язана з РП 10 кВ через трансформатор потужністю 40 МВА	0,03	1,8

### 1.10 Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ

Приймаємо базисні умови:

$$S_6 = 100 \text{ МВА} \quad U_{61} = 10.5 \text{ кВ}$$

базовий струм на стороні НН

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,498 \text{ кА}; \quad (1.10.1)$$

Розрахунок струмів КЗ від системи на стороні 10 кВ (точка К2)

Таблиця 1.3-Технічні данні трансформатора

Тип	S <sub>ном</sub> , МВА	Напруга, кВ		u <sub>к</sub> , %	ΔP <sub>к.з.</sub> , кВт	ΔP <sub>х.х.</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	НН				
ТРДН-40000/110	40	115	11	10,5	172	36	0,65

Опір трансформатора:

$$x_{*(6)T} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{HT}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0,262; \quad (1.10.2)$$

Опір до точки КЗ на стороні 10 кВ

$$x_{*рез} = x_{*c} + x_{*(6)T} = 0,05 + 0,262 = 0,312; \quad (1.10.3)$$

Періодична складова струму КЗ від системи

$$I_{2п,t=0,as} = \frac{E_{*(6)} \cdot I_{62}}{x_{*рез}} = \frac{1 \cdot 5,498}{0,312} = 17,621 \text{ кА}; \quad (1.10.4)$$

$E_{*(6)}=1$ - значення ЕРС джерела.

$$I_{2п,t=0,as} = I_{2п,t,as} = 17.621 \text{ кА}; \quad (1.10.5)$$

Аперіодична складова струму КЗ

$$i_{a\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{2п,t=0,as} \cdot e^{\frac{-\tau 2}{T_{a2}}} = \sqrt{2} \cdot 17.621 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,03}} = 4.706 \text{ кА}; \quad (1.10.6)$$

де  $T_{a2} = 0,03$  – постійна часу затухаючого аперіодичної складової;

$$\tau_2 = t_{в.в} + t_{рз.мин} = 0,04 + 0,01 = 0,05 \text{ с}; \quad (1.10.7)$$

Ударний струм КЗ (найбільший пік)

$$i_{y2} = k_y \sqrt{2} \cdot I_{2п,t=0,ас} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 17.621 = 44.85 \text{ кА}; \quad (1.10.8)$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт.

Значення  $K_y$  і  $T_a$  в залежності від міста короткого замикання наведені в табл. 3.

### 1.11 Розрахунок струмів КЗ в кінцях живлячих кабельних ліній споживачів

Дані до розрахунку наведені в табл.1.4

Табл. 1.4 – Параметри кабельних ліній

Тип кабельної лінії	Активний опір, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	Реактивний опір, $\frac{\text{Ом}}{\text{км}}$	Довжина, м
АВВГ 3×95+1×50	0,34	0,0602	1200
АВВГ 3х240+1х120	0,132	0,0587	865
АВВГ 3х185+1х95	0,17	0,0596	146
АВВГ 3х240+1х120	0,132	0,0587	400
АВВГ 3х120+1х70	0,27	0,0602	1050
АВВГ 3х70+1х50	0,46	0,0612	324
АВВГ 3х240+1х120	0,132	0,0587	375
АВВГ 3х185+1х95	0,17	0,0596	457
АВВГ 3х185+1х95	0,17	0,0596	720
АВВГ 3х185+1х95	0,17	0,0596	213



Опір до кабельної лінії

$$X_{*рез1} = X_{*c} + X_{*(б)T} = 0,05 + 0,262 = 0,312; \quad (1.11.1)$$

Реактивний опір кабельної лінії СП1

$$X_{*к.л.} = x_0 \cdot L_{к.л.} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}1}^2} = 0,0602 \cdot 1,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,065 \quad (1.11.2)$$

Активний опір кабельної лінії СП1

$$r_{*к.л.} = r_0 \cdot L_{к.л.} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}1}^2} = 0,34 \cdot 1,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,37 \quad (1.11.3)$$

Реактивний опір до точки КЗ кабельної лінії СП1

$$X_{*рез2} = X_{*c} + X_{*(б)T} + X_{*к.л.} = 0,05 + 0,262 + 0,065 = 0,377 \quad (1.11.4)$$

Повний опір до точки КЗ кабельної лінії СП1

$$Z_{*к.л1} = \sqrt{X_{*рез2}^2 + r_{*к.л.}^2} = \sqrt{0,377^2 + 0,37^2} = 0,528 \quad (1.11.5)$$

Струм КЗ

$$I_{2п,t=0,as} = \frac{E_{*(б)} \cdot I_{\bar{\sigma}2}}{X_{*рез2}} = \frac{1 \cdot 5,498}{0,528} = 10,412 \text{ кА}; \quad (1.11.6)$$

Повторюємо розрахунки для інших споживачів та зводимо до таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Розрахункові струми трифазного КЗ

Навантаження	Опір, відносні одиниці	Трифазний струм КЗ, кА
сп 1	0,528	10,4
сп 2	0,358	14,754
сп 3	0,321	17,145
сп 4	0,337	16,328
сп 5	0,45	12,217
сп 6	0,357	15,418
сп 7	0,335	16,413
сп 8	0,344	15,983
сп 9	0,368	14,938
сп 10	0,325	16,908

### 1.12 Розрахунок теплового імпульсу струму КЗ

Для перевірки апаратів на термічну стійкість визначимо тепловий імпульс струму короткого замикання  $B_K$  за час його існування.

Тепловий імпульс на стороні 110 кВ (точка К1):

$$B_{K1} = I_{1п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в1} + T_a); \quad (1.12.1)$$

де  $t_v$  – час відключення струму КЗ:

$$t_{в1} = t_{пв} + t_{рз} = 0,045 + 1,2 = 1,245 \text{ с}; \quad (1.12.2)$$

де  $t_{пв}=0.045$ – повний час відключення вимикача;

$t_{рз}=1.2$ – час дії основного релейного захисту.

Попередньо приймаємо наступні значення часу дії релейного захисту  $t_{рз}$  [4]:

вимикачі тупикових приєднань – 0,01 с;

ввідні вимикачі РП 10 кВ – 0,6 с;

ввідні вимикачі ліній підстанції – 1,2 с.

$$B_{K1} = 10.04^2 \cdot (1,245 + 0,03) = 128,522 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (1.12.3)$$

Тепловий імпульс на стороні напруги 10 кВ (точка К2):

$$B_{K2} = I_{2п,t=0,ас}^2 \cdot (t_{в2} + T_a); \quad (1.12.4)$$

$$B_{K2} = 17,621^2 \cdot (0,66 + 0,02) = 211,14 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (1.12.5)$$

$$t_{в2} = t_{пв} + t_{рз} = 0.06 + 0.6 = 0.66 \text{ с}; \quad (1.12.6)$$

Розрахунки інших приєднань 10 кВ зводимо до таблиці 1.6

Таблиця 1.6 – Розрахункові параметри теплового імпульсу

№	$B_k,$ $\text{кА}^2\text{с}$
СП 1	73,55
СП 2	148,02
СП 3	199,88
СП 4	181,33
СП 5	101,5
СП 6	161,7
СП 7	183,2
СП 8	173,7
СП 9	151,74
СП 10	194,4

### Система вимірів електроенергії

Контроль за режимом роботи основного і допоміжного обладнання на підстанціях здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів.

На приєднаннях проектуємої підстанції згідно [1], табл. 1.7 необхідно встановити наступні прилади:

- Амперметр
- лічильник активної та реактивної енергії
- Вольтметр

Таблиця 1.7-Вимоги до контрольно-вимірювальних приладів підстанції

№ п/п	Приєднання	Місце установки приладів	Перелік приладів
1	Силовий трансформатор 110/10 кВ	ВН НН	Амперметр, ватметр, лічильник активної та реактивної енергії
2	Секційний вимикач	На кожній секції або системі шин	Амперметр
3	Інші споживачі	-	Амперметр, лічильник активної та реактивної енергії
4	Збірні шини 10 кВ	На кожній секції	Вольтметр для виміру міжфазної напруги і вольтметр з перемиканням для виміру трьох фазних напруг

### 1.13 Вибір вимірювальних трансформаторів струму

Вибираємо трансформатор струму на вводі 10 кВ:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (1.13.1)$$

$$10 = 10 \text{ кВ};$$

б) за тривалим струмом:

$$I_{\text{рф2}} \leq I_{\text{н}}; \quad (1.13.2)$$

$$3\,233,16 \text{ А} < 4\,000 \text{ А};$$

в) за номінальним струмом вторинної обмотки. Приймається  $I_{2\text{ном}}=5 \text{ А}$ ;

г) класом точності трансформаторів струму на вводі 10 кВ до яких приєднуються лічильники, повинні мати клас точності не нижче 0,5 бо ним ведеться грошовий розрахунок.

д) по вторинному навантаженні. Попередньо приймаємо трансформатори струму типу ТЛШ-10 УЗ з  $Z_{2ном}=0,8$  Ом в класі точності 0,5.

Складаємо таблицю підключених приладів:

Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Таблиця 1.8-Навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму

Прилад	Тип	Навантаження фази, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Н-344	-	3	-
Лічильник активної та реактивної енергії	SL - 7000	0,01	0,01	0,01
Разом		0,01	3,01	0,01

Бачимо, що найбільш завантажена фаза В. загальний опір приладів:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3,01}{5^2} = 0,120\text{м}; \quad (1.13.3)$$

де  $S_{\text{приб}}$  – потужність, яка споживається приладами найбільш завантаженої фази, ВА;

$I_2$  – вторинний номінальний струм приладу, А.

Припустимий опір проводів:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2ном} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,12 - 0,05 = 0,63 \text{ Ом}; \quad (1.13.4)$$

де  $Z_{2ном}$  – номінальне допустиме навантаження трансформатора струму в обраному класі точності, Ом;

$r_{\text{к}}$  – перехідний опір контактів, які приймається рівними 0,05 Ом при кількості приладів 2-3 та 0,1 при більшій кількості приборів[1].

Приймаємо кабель з алюмінієвими жилами, орієнтована довжина 6 м [1], тоді переріз жил кабелю:

$$l_{\text{расч}} = 6;$$

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{0,63} = 0,269 \text{ мм}^2 (0,6 \text{ мм}^2); \quad (1.13.5)$$

де  $\rho$  - питомий опір матеріалу проводу. Для алюмінієвих жил  $\rho=0,0283$  Ом мм<sup>2</sup>/м [1];

$l_{\text{розр}}$  – розрахункова довжина. Залежить від схеми з'єднання ТС. При з'єднанні трансформаторів струму в повну зірку  $l_{\text{расч}} = 6$ .

Виходячи з розрахункових даних та умов механічної міцності приймаємо кабель марки АКРВГ з перерізом жил 6 мм<sup>2</sup>.

Розраховуємо фактичне навантаження на вторинну обмотку трансформаторів струму:

$$z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} + r'_{\text{пр}} = 0,12 + 0,05 + 0,0283 = 0,198 \text{ Ом}; \quad (1.13.6)$$

$$r'_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q_{\text{ф}}} = \frac{0,0283 \cdot 6}{6} = 0,0283 \text{ Ом}; \quad (1.13.7)$$

де  $q_{\text{ф}}$  – фактичний перетин жил кабелю, мм<sup>2</sup>;

$$z_2 < z_{2\text{ном}}; \quad (1.13.8)$$

$$0,198 < 0,8;$$

Перевіряємо трансформатори струму:

1) на динамічну стійкість. Електродинамічна стійкість шин розподільчого пристрою дорівнює стійкості шинних трансформаторів струму, тому трансформатори по цій умові не перевіряються.

2) на термічну стійкість:

$$B_{k2} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (1.13.9)$$

$$211,14 < 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кА}^2$$

Остаточно приймаємо трансформатор струму типу ТШЛ-10 УЗ з класом точності обмоток 0,5/10Р .

ТС на інших приєднаннях обираємо аналогічно, результати заносимо до таблиці 9.

### 1.14 Вибір вимірювальних трансформаторів напруги

Вибираємо трансформатор напруги на збірних шинах підстанції. Вибір ведемо за наступними параметрами:

а) за напругою установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{н}}; \quad (1.14.1)$$

$$10 = 10 \text{ кВ}$$

б) за класом точності. До трансформаторів напруги приєднуються лічильники, за якими ведуться грошові розрахунки, тому вони повинні мати клас точності не нижче 0,5 .

в) за навантаженням на вторинну обмотку. Приймаємо трансформатор напруги типу ЗНОЛ.06-10-УЗ,  $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ ,  $S_{2\text{ном}} = 75 \text{ ВА}$  у класі точності 0,5. Оскільки навантаження сучасних мікропроцесорних пристроїв на вторинну обмотку ТН незначне.



Таблиця 1.9 - Результати вибору вимірювальних трансформаторів струму

Приєднання	Ввід 10 кВ		Ввід 220 кВ		СП1	
Тип трансформатора струму	ТЛШ-10 У3		ТФЗМ220Б-III		ТОЛ-10 У2	
Умови вибору і перевірки	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_n, \text{кВ}$	10	10	220	220(252)	10	10
$I_{р.ф} \leq I_n, \text{А}$	3233	4000	293.8	300	266	300
$I_{2ном}, \text{А}$	5		5		5	
Клас точності	0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р	
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	0,198	0,8	0,24	1,2	0,104	0,4
$B_k \leq I_{2тер} t_{тер}, \text{кА}^2\text{с}$	211,14	3675	128.5	288,12	73,55	992,25
Приєднання	СП2		СП3		СП4	
Тип трансформатора струму	ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2	
Умови вибору і перевірки	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_n, \text{кВ}$	10	10	10	10	10	10
$I_{р.ф} \leq I_n, \text{А}$	441	450	351	400	375	400
$I_{2ном}, \text{А}$	5		5		5	
Клас точності	0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р	
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	0,104	0,6	0,104	0,6	0,104	0,6
$B_k \leq I_{2тер} t_{тер}, \text{кА}^2\text{с}$	148,02	1600	199,88	992,25	181,33	992,25

Продовження таблиці 1.9

Приєднання	СП5		СП6		СП7	
Тип трансформатора струму	ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2	
Умови вибору і перевірки	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_n, \text{кВ}$	10	10	10	10	10	10
$I_{р.ф} \leq I_n, \text{А}$	333	400	286	300	438	450
$I_{2ном}, \text{А}$	5		5		5	
Клас точності	0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р	
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	0,104	0,6	0,104	0,4	0,104	0,6
$B_k \leq I_{2тер} t_{тер}, \text{кА}^2\text{с}$	101,5	992,25	161,7	992,25	183,2	1600
Приєднання	СП8		СП9		СП10	
Тип трансформатора струму	ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2		ТОЛ-10 У2	
Умови вибору і перевірки	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог	Розрахунок	Каталог
$U_{уст} \leq U_n, \text{кВ}$	10	10	10	10	10	10
$I_{р.ф} \leq I_n, \text{А}$	385	400	393	400	355	400
$I_{2ном}, \text{А}$	5		5		5	
Клас точності	0,5/10Р		0,5/10Р		0,5/10Р	
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{Ом}$	0,104	0,6	0,104	0,6	0,104	0,6
$B_k \leq I_{2тер} t_{тер}, \text{кА}^2\text{с}$	173,7	992,25	151,74	992,25	194,4	992,25

### **1.15 Вибір джерел оперативного струму**

Для живлення кіл релейного захисту та автоматики на підстанції приймаємо випрямлений постійний оперативний струм.

Обираємо джерела живлення:

- Блок живлення БПТ-1002. БПТ-1002 – блок живлення кіл релейного захисту та електромагнітів відключення вимикачів випрямленою напругою. Напруга може бути відрегульована при потребі. При КЗ виникає значне зменшення напруги, тому БПТ-1002 має схему стабілізації напруги для надійного живлення релейного захисту під час аварійних режимів.

- Блок живлення і заряду БПЗ-401. БПЗ-401 - блок живлення призначений для кіл автоматики та релейного захисту. Живить пристрої випрямленою напругою або струмом (БПЗ-402). В даному випадку використовується як зарядний пристрій для блоку конденсаторних батарей. Напруга на вході блоку - 220 В, живиться від трансформатору власних потреб.

- для створення запасу електроенергії на підстанції для приводів вимикачів та релейного захисту у випадку нестачі електроенергії у разі виникнення КЗ поряд з підстанцією використовуємо конденсаторний блок типу БК-402, для його заряду використовуємо блок заряду який обирався раніше.

## СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

## 2.1 Захист силового трансформатору 110/10 кВ

### Диференційний захист трансформатору

Маємо двообмотковий трансформатор типу ТРДН-40000/110, схема з'єднання зірка/трикутник ( $Y_0/\Delta - 11$ ), потужність 40 МВА, номінальна напруга обмоток  $115 \pm 9 \times 1,78\% / 10,5$  кВ, коефіцієнти трансформації ТС для ВН – 300/5, для НН – 4000/5, напруга короткого замикання – 10,5%, струми КЗ для ВН : 10.04/6,25, для НН : 17,621/9,55 ;

Номінальні струми трансформаторів

$$I_{\text{номВН}} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н1}}} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 110} = 146,96 \text{ А} \quad (2.1.1)$$

$$I_{\text{номНН}} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н2}}} = \frac{40 \cdot 10^3 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1616,6 \text{ А} \quad (2.1.2)$$

Вторинні номінальні струми трансформаторів струму

$$I_{\text{вторВН}} = \frac{I_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{зт}}}{K_{\text{т1}}} = \frac{146,96 \cdot 1}{\frac{300}{5}} = 2,45 \text{ А} \quad (2.1.3)$$

$$I_{\text{вторНН}} = \frac{I_{\text{НН}} \cdot K_{\text{зт}}}{K_{\text{т2}}} = \frac{1616,6 \cdot 1}{\frac{4000}{5}} = 2,02 \text{ А} \quad (2.1.4)$$

де:  $K_{\text{зт}}$  – коефіцієнт який враховує різницю між струмом в ТС з'єднаних зіркою та трикутником.

$K_{\text{т}}$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму

Таблиця 2.1 – Таблиця визначення відносних похибок

Вторинний струм в номінальному режимі $I_{\text{ном.вт}}, \text{А}$	Номінальний струм входу пристрою $I_{\text{ном.вх}}, \text{А}$	Відносна похибка вирівнювання $\Delta f_{\text{вир}}$
5 ÷ 20	5	0,03
1 ÷ 5	5	0,02
0,5 ÷ 1,0	1	0,02
0,125 ÷ 0,5	1	0,03
0,1 ÷ 0,125	1	0,05

Перевірка на цифрове вирівнювання амплітуд струмів

$$0,1 < \frac{I_{\text{втор}}}{I_{\text{ном}}} < 4 \quad (2.1.5)$$

$$0,1 < \frac{2,45}{5} = 0,49 < 4$$

$$0,1 < \frac{2,02}{5} = 0,404 < 4$$

Визначаємо розрахунковий коефіцієнт небалансу

$$K_{\text{неб}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot \left(1 + 2(\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)\right) + (\Delta U_{\text{рег}}^* + \Delta f_{\text{вир}}^*)^2} \quad (2.1.6)$$

де:  $K_{\text{пер}}$  - коефіцієнт який враховує перехідний процес  $K_{\text{пер}} = 1$ ;

$\Delta U_{\text{рег}}^*$  - відносна похибка напруги при крайньому положенні РПН  $9 \times 1,78\% = 16\%$  ;

$\Delta f_{\text{вир}}$  - відносна похибка вирівнювання струмів  $\Delta f_{\text{вир}} = 0.02$ ;

$\varepsilon^*$  - повна відносна похибка ТС при усталеному режимі роботи  $\varepsilon^* = 0.1$ ;

$$K_{\text{неб}} = \sqrt{(1 \cdot 0.1)^2 \cdot (1 + 2(16.02 + 0.02)) + (16.02 + 0.02)^2} = 0.214 \quad (2.1.7)$$

Визначаємо початковий диференційний струм спрацювання

$$I_{d \min} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{неб}} \cdot K_{\text{EndSection}} = 1,2 \cdot 0,214 \cdot 1,15 = 0,295 \text{ А} \quad (2.1.8)$$

де:  $K_{\text{отс}}$  - коефіцієнт відстройки;

$K_{\text{EndSection}}$  - початковий струм зупинки, згідно рекомендаціям “АВВ”  
приймається рівним 1,15

Приймаємо в якості диференційного захисту трансформатору термінал RET 670 від компанії “АВВ”, за розрахунковими даними вводимо в термінал значення на спрацювання захисту.

### 2.1.1 Струмовий захист сторони ВН

Перша ступінь МСЗ(Струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = I_{кз}^{(3)} \cdot 1,15 = 10,04 \cdot 1,15 = 11,55 \text{ кА} \quad (2.1.9)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{ТТ} \cdot K_{п}} = \frac{11,55 \cdot 1,1}{300/5 \cdot 0,95} = 222,9 \text{ А} \quad (2.1.10)$$

де:  $K_{н.р.}$ - коеф. надійності реле

$K_{п}$ -коеф. повернення

$K_{ТТ}$ - коеф. ТТ.

Друга ступінь МСЗ

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = I_{н} \cdot K_{відлашт.} = 146,9 \cdot 1,4 = 205,66 \text{ А} \quad (2.1.11)$$

де:  $K_{відлашт.} = (1.1 \div 1.3)$

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{ТТ} \cdot K_{п}} = \frac{205,66 \cdot 1,1}{300/5 \cdot 0,95} = 3,97 \text{ А} \quad (2.1.12)$$

Третя ступінь МСЗ (перевантаження)

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = I_{н} \cdot K_{відлашт.} = 146,9 \cdot 1,05 = 154,245 \text{ А} \quad (2.1.13)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{тт} \cdot K_{п}} = \frac{154,245 \cdot 1,1}{300/5 \cdot 0,95} = 2,976 \text{ A} \quad (2.1.14)$$

### 2.1.2 Струмовий захист сторони НН

Перша ступінь МСЗ(Струмова відсічка)

Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = I_{кз}^{(3)} \cdot 1,15 = 17,621 \cdot 1,15 = 20,264 \text{ кА} \quad (2.1.15)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{тт} \cdot K_{п}} = \frac{20,264 \cdot 1,15}{4000/5 \cdot 0,95} = 30,662 \text{ A} \quad (2.1.16)$$

Друга ступінь МСЗ

Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = I_{н} \cdot K_{відлашт.} = 1616,6 \cdot 1,4 = 2263,24 \text{ A} \quad (2.1.17)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{тт} \cdot K_{п}} = \frac{2263,24 \cdot 1,1}{4000/5 \cdot 0,95} = 3,275 \text{ A} \quad (2.1.18)$$

Третя ступінь МСЗ (перевантаження)

Струм спрацювання захисту

$$I_{c.з.} = I_{н} \cdot K_{відлашт.} = 1616,6 \cdot 1,05 = 1697,43 \text{ A} \quad (2.1.19)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{c.p.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{тт} \cdot K_{п}} = \frac{1697,43 \cdot 1,1}{4000/5 \cdot 0,95} = 2,456 \text{ A} \quad (2.1.20)$$



## 2.2 Захист приєднань 10 кВ

В якості захисту ліній 10 кВ обираємо реле REF 615

Таблиця 2.2 - Номінальні струми приєднань

№	Номінальний струм, А	№	Номінальний струм, А
СП 1	266	СП 6	286
СП 2	441	СП 7	738
СП 3	351	СП 8	385
СП 4	375	СП 9	393
СП 5	333	СП 10	355

Розраховуємо струмові уставки

Перша ступінь МСЗ

Струм спрацювання захисту

$$I_{с.з.} = I_{кз}^{(3)} \cdot 1,15 = 10,49 \cdot 1,15 = 12,063 \text{ кА} \quad (2.2.1)$$

Друга ступінь МСЗ

$$I_{с.з.} = I_{н} \cdot K_{\text{відлашт.}} = 268 \cdot 1,2 = 321,6 \text{ А} \quad (2.2.2)$$

Струм спрацювання реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{н.р.}}{K_{тт} \cdot K_{п}} = \frac{321,6 \cdot 1,15}{300/5 \cdot 0,95} = 6,48 \text{ А} \quad (2.2.3)$$

Двофазний струм КЗ

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{I_{кз}^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{2} = \frac{10,49 \cdot \sqrt{3}}{2} = 9,084 \quad (2.2.4)$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\text{ч}} \geq 1.5 \rightarrow K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} = \frac{9\,084}{321,6} = 28,24 \text{ А} \quad (2.2.5)$$

Умова виконується

Третя ступінь МСЗ

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{н}} \cdot K_{\text{віддлашт.}} = 268 \cdot 1,05 = 281,4 \text{ А} \quad (2.2.6)$$

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{н.р.}}}{K_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{п}}} = \frac{281,4 \cdot 1,1}{300/5 \cdot 0,95} = 5,43 \text{ А} \quad (2.2.7)$$

Таким же чином розраховуємо МТЗ для інших споживачів та зводимо до таблиці. 2.3

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку МСЗ та СВ

Споживач	Перша ступінь МСЗ	Друга ступінь МСЗ			Третя ступінь МСЗ	
	$I_{\text{с.з.}}, \text{кА}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{А}$	$K_{\text{у}}$	$I_{\text{с.з.}}, \text{А}$	$I_{\text{с.р.}}, \text{А}$
СП1	12,063	321,6	6,48	28,24	281,4	5,43
СП2	16,97	529,2	7,118	24,145	463,05	5,957
СП3	19,72	421,2	6,373	35,252	368,55	5,334
СП4	18,78	450	6,809	31,423	393,75	5,7
СП5	14,05	399,6	6,047	26,477	349,65	5,061
СП6	17,73	343,2	6,924	38,9	300,3	5,795
СП7	18,87	525,6	7,07	27,04	460	5,917
СП8	18,38	462	7	29,96	404,25	5,851
СП9	17,18	471,6	7,136	27,431	412,65	5,973
СП10	19,44	426	6,446	34,373	372,75	5,395

Для системи передачі даних обираємо протокол паралельного резервування даних. Як найбільш надійна та проста в виконанні, та здатна коректно працювати при виборі протоколу МЕК 60870-5-103

## **Охорона праці**

### 3.1 Вступ

Об'єкт захисту – закритий розподільчий пристрій підстанції 110/10 кВ «Артилерійська» яка знаходиться в одеській області (другій кліматичній зоні) та має загальну площу 192 м<sup>2</sup>.

Блок трансформатора власних потреб ЗРП підстанції має вертикальний круглий заземлювач довжиною 3м та діаметром 10 мм, але його не достатньо для забезпечення потрібного рівня опору.

### 3.2 Аналіз небезпечних та шкідливих факторів підстанції

При обслуговуванні підстанції виділяються наступні шкідливі та небезпечні фактори:

- підвищена або понижена температура повітря робочої зони
- наявність шагової напруги в зоні розтікання струму при короткому замиканні на землю струмопровідних частин
- недостатня освітленість робочої зони під час аварійних ситуацій які виникають в результаті коротких замикань зблизу підстанції
- можлива наявність напруги на корпусах обладнання при його пошкодженні (замиканні його струмопровідних частин на металевий корпус)

### 3.3 Інженерно – технічні заходи з охорони праці на підстанції

При роботі з релейним захистом та автоматикою в закритому розподільчому пристрою підстанції необхідно користуватися:

- спеціальними електротехнічними інструментами с ізольованими ручками;
- індикаторами наявності струму та напруги.

Засоби захисту на підстанції в цілому поділяють на:

- використання засобів блокування при помилкових відпрацьовуваннях захисту під час ремонтно-налагоджувальних робіт;
- використання знаків безпеки;
- використання засобів захисту від враження струмом (діелектричні печатки, переносні пристрої заземлення, ізольовані штанги, підставки, пристрої відгородження).

ПУЕ, ПТЕ, ПТБ передбачають наступні засоби захисту діючих електроустановок:

- захисне відключення
- захисне заземлення

Виконаємо розрахунок захисного заземлення ЗРП.

Виконання контуру заземлення

Трансформатор власних потреб попередньо має заземлення виконане вертикальним електродом діаметром 10 мм та  $L = 3\text{ м}$ .

Додаткове розрахункове заземлення буде виконано сталеву смугою  $40 \times 10\text{ мм}$  на відстані в 2 м від контуру будівлі та в траншеї глибиною 0,7. Сталева смуга матиме загальну довжину 22,5 м та буде під'єднана до шести вертикальних електродів діаметром 10 мм та довжиною 4,5 м.

### 3.4 Розрахунок заземлення

Визначимо струм замикання на землю:

$$I_z = \frac{\sqrt{3} \cdot U_\phi}{350} (3,5 \cdot L_{\text{к.л.}} + L_{\text{в.л.}}) = \frac{\sqrt{3} \cdot 10}{350} (3,5 \cdot 0 + 94,6) = 4,681\text{ А} \quad (3.4.1)$$

де  $L_{\text{к.л.}}$  - довжина кабельної лінії;

$L_{\text{в.л.}}$  - довжина повітряної лінії;

В даному випадку маємо тільки повітряну лінію електропередачі.

За розрахунком маємо електроустановки з малими струмами замикання на землю (до 500 А)

Опір заземлення в електроустановках напругою до 1 кВ не повинен перевищувати:

$$R_H = 4 \text{ Ом}$$

Підраховується опір природних заземлювачів

Заземлювач поряд з трансформатором встановлений вертикально та має круглий переріз.

- для вертикального круглого:

$$R_B = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{4l}{d} = \frac{30}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \ln \frac{4 \cdot 3}{0,001} = 14,956 \text{ Ом} \quad (3.4.2)$$

$\rho$ - питомий опір ґрунту (для чорнозему значення 30 Ом/м) ;

$l$ - довжина заземлювача (в даному випадку довжина 3м);

$d$  - діаметр круглого заземлювача(в даному випадку 10мм), м;

Визначаємо опір шуканих заземлювачів:

$$R_u = \frac{R_B \cdot R_H}{R_B + R_H} = \frac{14,96 \cdot 4}{14,96 + 4} = 5,46 \text{ Ом} \quad (3.4.3)$$

Поглиблення горизонтального заземлення знаходимо за формулою:

$$T = \left(\frac{L}{2}\right) + t = \left(\frac{4.5}{2}\right) + 0.7 = 2.95 \text{ м} \quad (3.4.4)$$

$L$  - довжина заземлювача;

$t$  - глибина траншеї;

Кількість заземлювачів без врахування опору горизонтального заземлення знаходиться за формулою:

$$n_0 = \frac{R_B \cdot \Psi}{R_H} = \frac{14,96 \cdot 1,6}{4} = 5,984(6) \quad (3.4.5)$$

$\Psi$  - коефіцієнт сезонності для вертикального і горизонтального електродів;

Для другої кліматичної зони  $\Psi = 1,6$

Опір розтікання струму для горизонтальних заземлювачів:

$$R_\Gamma = 0,366 \left( \frac{\rho \cdot \Psi}{L_\Gamma \cdot \eta_\Gamma} \right) \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot L_\Gamma^2}{b \cdot t} \right) \quad (3.4.6)$$

$$R_\Gamma = 0,366 \left( \frac{30 \cdot 1,6}{22,5 \cdot 0,4} \right) \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 22,5^2}{0,1 \cdot 0,7} \right) = 7,025 \text{ Ом} \quad (3.4.7)$$

$\eta_\Gamma$  - коефіцієнт використання горизонтальної сполучної смуги;

$b$  - ширина заземлювача;

Довжина горизонтальних заземлювачів при їх розташуванні в ряд:

$$L_\Gamma = a \cdot (n_0 - 1) = 4.5 \cdot 5 = 22.5 \text{ м} \quad (3.4.8)$$

де  $a$  - відстань між заземлювачами;

Сумарний опір розтікання струму штучного заземлювача.

$$R_{\text{роз}} = \frac{1}{\frac{\eta_{\Gamma}}{R_{\Gamma}} + \frac{\eta_{\text{В}} \cdot 6}{R_{\text{В}}}} = \frac{1}{\frac{0.4}{7.025} + \frac{0.62 \cdot 6}{14.956}} = 3.271 \text{ Ом} \quad (3.4.9)$$

Принципову схему розміщення електродів на рис 3.1

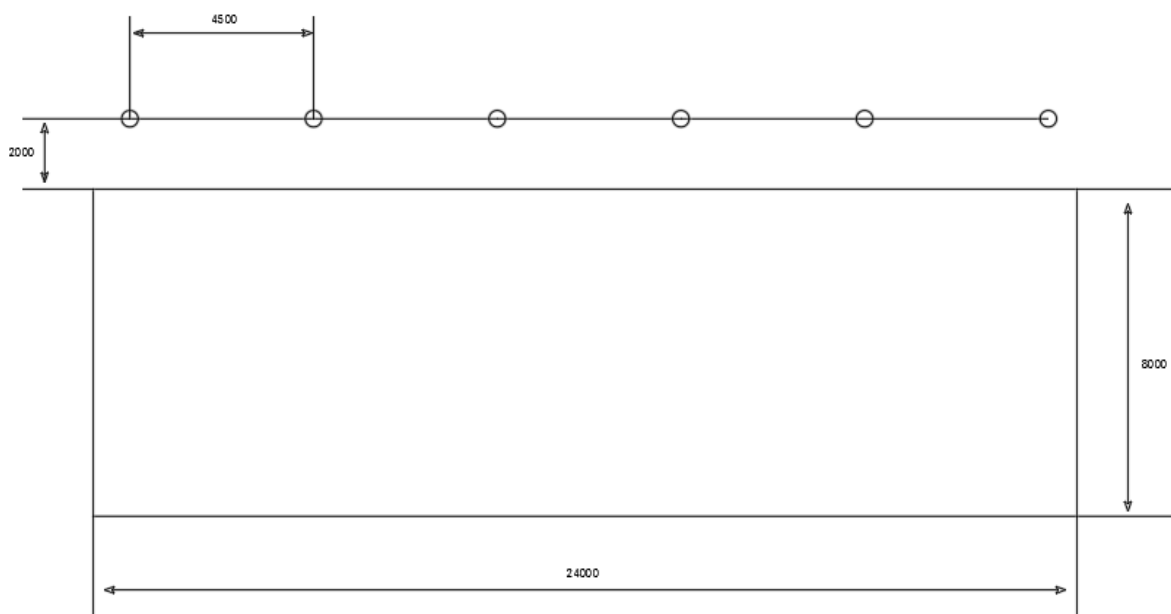


Рис 3.1 – схема розміщення заземлювача

### 3.5 Безпека при надзвичайних ситуаціях

Як приклад надзвичайної ситуації оберемо пожежу силового обладнання підстанції

При виникненні пожежі перший свідок повинен повідомити про це керівнику групи підстанції.

Керівник підстанції повинен повідомити про пожежну безпеку про виникнення аварії та вказати адресу підстанції, місце виникнення пожежі та тип обладнання яке зайнялося.

Оперативний персонал до приїзду першого пожежного підрозділу повинен оцінити розповсюдження пожежі та можливих місць його виникнення.



Прийняти міри щодо надання безпечних умов персоналу та пожежному підрозділу.

Виконати вимкнення та заземлення обладнання яке знаходиться в зоні ураження.

### **3.6 Вимоги до пожежної безпеки підстанції**

Правила пожежної безпеки встановлюють основні вимоги для електроенергетичних підприємств та є обов'язковими для всіх працівників підстанції.

Відповідальність за пожежну безпеку підстанції несе її керівництво.

Керівництво повинно розробити ряд заходів:

- організувати проведення навчання робітникам і службовцям правилам пожежної безпеки;
- організувати виготовлення і застосування попереджувальних написів, інструкцій з пожежної безпеки;
- розробити інструкції щодо користування електроустановками з пониженим рівнем пожежної безпеки;
- надати засоби пожежогасіння.

#### **Засоби пожежогасіння підстанції**

На підстанціях без обслуговуючого персоналу не передбачено засобів пожежогасіння. Якщо ж персонал присутній то передбачується протипожежний щит по типу ЩП-В з усім необхідними інструментом для пожежогасіння.

## ЕКОНОМІЧНИЙ РОДІЛ

## 4.1 Вступ

На сьогоднішня в Україні значна кількість підстанцій має застаріле обладнання та практично не має каналів передачі даних, завдяки яким є можливим завчасно контролювати стан підстанції для поліпшення робіт з ремонту та обслуговування.

Мета даної роботи – розробити систему релейного захисту, збору та передачі даних на основі сучасних мікропроцесорних пристроїв від провідних компаній.

Використання сучасних мікропроцесорних терміналів релейного захисту дозволить просто, а головне, швидко проводити налагодження захисту струмоприймачів, дізнаватися про наявність несправності, та, скоріш за все, причину її виникнення.

Як приклад сучасні мікропроцесорні пристрої мають змогу знаходити місце пошкодження в кабельних чи повітряних лініях з точністю до десятків метрів, що значно полегшує процес пошуку пошкодження в лініях електропередачі. В той же час застарілий електромеханічний захист цієї переваги не має, як наслідок, процес пошуку пошкодження значно збільшується. Споживачі електричної енергії не отримують електроенергію в наслідок аварії, а компанія з розподілу електроенергії несе збитки.

Друга частина – збір та передача даних дозволять енергетичній компанії а точніше диспетчерам швидко реагувати на зміни в енергосистемі, та більш успішно і швидко усувати аварійні режими в разі їх виникнення.

Також системи телемеханіки (збір та передача даних) дозволяють накопичувати статистику про роботу підстанцій, електростанцій та енергосистеми в цілому. Це дозволить аналізуючи вхідні дані приймати більш вдалі рішення щодо ремонту, реконструкції або спорудженню станцій та підстанцій. Що може збільшити термін їх експлуатації та зменшити збитки на відновлення нормального режиму електромережі.

## 4.2 Розрахунок капітальних витрат

Визначення величини проектних капіталовкладень за формулою:

$$K_{\text{пр}} = K_{\text{об}}(\sum_{i=1}^k (C_i)) + Z_{\text{мзс}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{н}} + Z_{\text{пр}} \quad (4.2.1)$$

де  $K_{\text{об}}(\sum_{i=1}^k (C_i))$  - вартість придбання електрообладнання;

$Z_{\text{мзс}}$ -транспортно-заготівельні і складські витрати

$Z_{\text{м}}$ - витрати на монтажні роботи;

$Z_{\text{н}}$ - витрати на налагоджувальні роботи;

$Z_{\text{пр}}$ - інші одноразові вкладення грошових коштів

Транспортні витрати

Тариф згідно [4] становить 22 грн/км. Відстань від офіційного представництва компанії АВВ до підстанції 475 км. Обладнання малогабаритне, тому заготівельні та складські витрати дорівнюють нулю.

Вартість придбання електрообладнання ( $K_{\text{об}}$ )

№ з/п	Найменування ел. приладів	Кількість	Ціна за одиницю, грн.	Сума, грн
1	Термінал REF 615	11	24 650	271 150
2	Термінал RET 615	2	26 100	52 200
3	Блок збору даних	2	95 763	191 526
4	Комплектуючі для проведення монтажних робіт	1	70 000	70 000
Всього				584 876

Витрати на монтажні (З<sub>м</sub>) і на налагоджувальні роботи (З<sub>н</sub>)

$$З_м = \sum (Ч_i \cdot a_i \cdot t_i) \cdot K_d \cdot K_{см} \cdot K_{пр}, \quad (4.2.2)$$

де Ч<sub>i</sub> – чисельність працівників(2) 6-го розряду, необхідних на виконання певного обсягу монтажних робіт, чол.;

a<sub>i</sub>- годинна тарифна ставка працівника 6-го розряду,(200 грн./год згідно [6]);

t<sub>i</sub>- час, необхідний для виконання певного обсягу монтажних

(налагоджувальних робіт), 48 год.;

K<sub>д</sub>- коефіцієнт, що враховує розмір доплат (1,1);

K<sub>см</sub>- коефіцієнт, що враховує єдиний соціальний внесок (1,22);

K<sub>пр</sub>- коефіцієнт, що враховує інші витрати на здійснення монтажних (налагоджувальних) робіт (1,05).

Витрати на монтажні роботи згідно [6]

$$З_м = (2 \cdot 200 \cdot 48) \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,05 = 27\,055 \text{ грн.} \quad (4.2.3)$$

Витрати на налагоджувальні роботи згідно [5]

$$З_н = (2 \cdot 70,3 \cdot 48) \cdot 1,1 \cdot 1,22 \cdot 1,05 = 9\,510 \text{ грн.} \quad (4.2.4)$$

Капітальні витрати

$$K_{пр} = 584\,876 + 10\,450 + 27\,055 + 9\,510 = 631\,891 \text{ грн} \quad (4.2.5)$$

### 4.3 Розрахунок експлуатаційних витрат

Річні експлуатаційні витрати

$$C = C_a + C_3 + C_c + C_T + C_e + C_{пр}, \text{ грн.} \quad (4.3.1)$$

де  $C_a$ - амортизаційні відрахування;

$C_3$ - заробітна плата обслуговуючого персоналу (12 тис грн. згідно [11]);

$C_c$ - єдиний соціальний внесок (22%);

$C_T$ - витрати на технічне обслуговування й поточний ремонт релейного захисту;

$C_e$ - вартість споживаної релейним захистом електроенергії(0);

Релейний захист не потребує обслуговування після встановлення, тому виконується тільки нагляд у разі необхідності.

#### 4.3.1 Визначення амортизаційних відрахувань

Для Терміналів REF 615 виробником встановлюється час експлуатації( $t_e$ ) в 12 років згідно [3].

$$C_{a1} = \frac{Ц_i}{t_e} \cdot \frac{1}{Ц_i} 100\% = \frac{24\,650}{12} \cdot \frac{1}{24\,650} 100\% = 8.3\% \quad (4.3.2)$$

Для Терміналів RET 615

$$C_{a2} = \frac{Ц_i}{t_e} \cdot \frac{1}{Ц_i} 100\% = \frac{26\,100}{12} \cdot \frac{1}{26\,100} 100\% = 8.3\% \quad (4.3.3)$$

Блок збору даних

$$C_{a3} = \frac{Ц_i}{t_e} \cdot \frac{1}{Ц_i} 100\% = \frac{95\,763}{5} \cdot \frac{1}{95\,763} 100\% = 20\% \quad (4.3.4)$$

Загальні витрати визначимо за формулою 4.3.5 :

$$C_a = C_{a1} \cdot \Pi_1 + C_{a2} \cdot \Pi_2 + C_{a3} \cdot \Pi_3 = 0,083 \cdot 24\,650 \cdot 11 + 0,083 \cdot 26\,100 \cdot 2 + 0,2 \cdot 95\,763 \cdot 2 = 65\,143,25 \text{ грн}$$

#### 4.3.1 Визначення річних витрат на технічне обслуговування і поточний ремонт

$$Z_{\text{т.р.}} = \sum_{i=1}^n (R_i \cdot t_i \cdot m_i \cdot R_{\Sigma i} + \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\Phi}) \quad (4.3.6)$$

де:

$R_i$ - годинна ставка робітників, що виконують ремонт, грн;

$t_i$ - трудомісткість одного ремонту (15) год./ од.;

$m_i$ - число ремонтів за рік;

$R_{\Sigma i}$ - сумарна категорія складності ремонту яка залежить від виду електрообладнання;

$S_i$  - вартість однотипних замінних елементів, грн.;

$\Pi_i$ - кількість однотипних замінних елементів;

$T_i$ - середній термін служби, год.;

$T_{\Phi}$ - число годин роботи апаратури на рік, год.

Модифікуємо формулу з врахуванням того що мікропроцесорний релейний захист має низьку ремонтпригодність як наслідок недостатньо розвинених в Україні організацій які займаються їх ремонтом.

Так як ремонт мікропроцесорної техніки майже неможливо виконати на енергетичному об'єкті, в випадку відмови терміналів релейного захисту їх відправляють на відновлення виробнику, або закупають новий. В наслідок цього відпадає необхідність в персоналі який займатиметься ремонтом цих пристроїв.

З цього слідує що вартість однотипних змінних елементів( $S_i$ ) дорівнює вартості самого обладнання.

Релейний захист працює постійно тому кількість його робочих годин дорівнює  $24 \cdot 365 = 8760$  год.

$$З_{т.р.} = \frac{S_i \cdot \Pi_i}{T_i} \cdot T_{\phi} = \frac{25\,375 \cdot 1}{105120} \cdot 8760 = 2114,6 \text{ грн} \quad (4.3.7)$$

Розраховуємо річні капітальні затрати

$$C = 65\,143,25 + 12\,000 + 2\,640 + 2114,6 + 0 = 81\,897.85 \text{ грн} \quad (4.3.8)$$



#### **4.4 Висновки**

Загальні витрати на проект релейного захисту та системи збору та передачі даних становлять 559 519,6 грн.

З яких більшу частину становлять капітальні затрати. Оскільки сучасний мікропроцесорний захист практично не потребує обслуговування. Оскільки системи РЗА повинні завжди працювати в автономному режимі. Нагляд за обладнанням можливо проводити дистанційно користуючись сучасними системами передачі даних які відправляє термінал захисту зчитуючи їх з датчиків.

## **Висновок**

При виконання дипломного проекту були обрані мікропроцесорні термінали релейного захисту компанії АВВ.

Розглянуті, та обрані способи передачі даних. Які дозволяють накопичувати статистику щодо роботи підстанції та полегшувати роботу по контролю за її станом.

Розраховані капітальні вкладення в проект та можливі експлуатаційні витрати.

Розглянуті правила безпеки на об'єкті, та інструктажі щодо регулювання поведінки під час надзвичайних ситуацій.

## Список літератури

1) Методичні вказівки з виконання розрахункової частини розділу «Охорона праці» в дипломних проектах студентів інституту електроенергетики / Укладачі: В.І. Голінько, д-р техн. наук, проф.; В.Ю. Фрундін, канд. техн. наук, доц.; Я.Я. Лебедєв, канд. техн. наук, доц.; В.Є. Колесник, д-р техн. наук, проф. – с. 37

2) Методичні вказівки до виконання економічної частини кваліфікаційної роботи бакалавра спеціальності 141 «Електроенергетика електротехніка та електромеханіка» / Укладачі: Л.В. Тимошенко, Н.В. Дементьєва – Дніпро: НТУ«ДП», 2019. – 14 с.

3) Серия 615- Техническое руководство (Термінали ABB)

<https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=1MRS758991&LanguageCode=ru&DocumentPartId=&Action=Launch>

4) Перевезення вантажу

<http://www.mak-trans.com/prices>

5) Витрати на налагоджувальні роботи

[https://rabota.ua/company833015/vacancy7975705?ref=recom\\_similar&cre=sauron&pos=dkp\\_vacancy\\_similar](https://rabota.ua/company833015/vacancy7975705?ref=recom_similar&cre=sauron&pos=dkp_vacancy_similar)

6) Витрати на монтажні роботи

<https://rabota.ua/company1051468/vacancy6795077>

7) Кабель типу RJ45

<https://rozetka.com.ua/213409477/p213409477/>

8) Комутатор Ethernet

<https://server-shop.ua/kommutator-cisco-catalyst-2960-x-48-gige-2-x-1g-sfp-lan-lite-ws-c2960x-48ts->

[l.html?gclid=EAIaIQobChMIpfCCi4mM6gIVWImyCh2qQg48EAYYBCABEGllcfD\\_BwE](http://l.html?gclid=EAIaIQobChMIpfCCi4mM6gIVWImyCh2qQg48EAYYBCABEGllcfD_BwE)

9) Термінал REF 615

<http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika/9-ref615-pza-abb-rele-zashhity-fidera.html>

10) Термінал RET 615

<http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika/19-ret615-rele-rza-abb-upravlenie-i-zashhita-transformatorov.html>

11) Обслуговуючий персонал підстанції

<https://russia.trud.com/salary/692/82050.html>

## Додаток А

№	Позначення	Найменування	Кількість	Примітка
1	A4	Пояснювальна записка	58	
		Графічні матеріали		
2	A1		1	
3	A1		1	

